

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ скважинного оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта

УДК 622.276.66.05-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Нимаев Цырен Сухэ-Баторович		16.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	К.Э.Н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД ШБИП	Черемискина М. С.			17.06.2020

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Гутарева Н.Ю.	К.П.Н.		17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	К.Х.Н.		19.06.2020

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> —в области <i>интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

Минаев К.М.

(Подпись)
(Дата)
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Нимаеву Цырену Сухэ-Баторовичу

Тема работы:

Анализ скважинного оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ №59-113/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научно-техническая и учебная литература, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технические регламенты и нормативно-правовые базы, нормативные документы, внутренние методические указания компании, проекты разработки месторождения.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Провести обзор сортамента компоновок для МГРП. 2. Провести анализ преимуществ и недостатков компоновок для МГРП.

	3. Разработать рекомендации к выбору муфт МГРП
Перечень графического материала	Схемы муфт и компоновок МГРП
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Финансовый менеджмент	Романюк Вера Борисовна, к.э.н, доцент
Иностранный язык	Гутарева Надежда Юрьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
DEVELOPMENT OF THE RECOMMENDATIONS FOR THE SELECTION OF THE DOWNHOLE EQUIPMENT FOR MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н., доцент		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Нимаев Цырен Сухэ-Баторович		11.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Нимаеву Цырену Сухэ-Баторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на оборудование для установки оборудования для проведения МГРП
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ТУ 14-161-163-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности использования устройств КНБК для МГРП и сопутствующего сервисного сопровождения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		11.02.2020г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Нимаев Цырен Сухэ-Баторович		11.02.2020г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Нимаеву Цырену Сухэ-Баторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Строительство глубоких нефтяных и газовых месторождений в сложных горно- геологических условиях

Тема ВКР:

«Анализ скважинного оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: муфты для МГРП Область применения: компоновка для МГРП
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019) 2. ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, ее связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; предлагаемые средства защиты. 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность	Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации; повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне. Опасные факторы: механическая опасность; электробезопасность; термическая опасность.
3. Экологическая безопасность: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	Воздействие на атмосферу: пары химических реагентов, выхлопные газы автомобилей. Воздействие на гидросферу: разливы жидкости разрыва, химических

	реагентов, подтеки горюче-смазочных материалов. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхностей площадок дождевыми водами.
--	---

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по следующим причинам: открытое фонтанирование скважин, взрывы, ошибочные действия персонала при производстве работ, отказ приборов контроля и сигнализации, отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии, производство ремонтных работ без соблюдения необходимых технических мероприятий, коррозия оборудования
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Нимаев Цырен Сухэ-Баторович		11.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	19.06.2020
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2020	1. Проведение литературного обзора	20
1 марта 2020	2. Особенности гидроразрыва пласта	15
10 марта 2020	3. Технические средства для МГРП	20
15 апреля 2020	4. Рекомендации к выбору муфт для МГРП	40
15 июня 2020	5. Предварительная защита диссертации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		18.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.Х.Н.		19.06.2020

Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 82 страниц, 17 рисунков, 2 таблицы, 42 литературного источника, 1 приложения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП), муфты ГРП, компоновка МГРП.

Объектом анализа является технология МГРП.

Предметом анализа является скважинное оборудование МГРП.

Актуальность проблемы определяется необходимостью совершенствование информации по достоинствам и недостаткам скважинного оборудования для МГРП.

Цель работы – анализ достоинств и недостатков скважинного оборудования для МГРП.

Для достижения данной цели были выделены следующие задачи:

1. Провести обзор сортамента компоновок для МГРП на мировом и Российском рынках;
2. Провести анализ преимуществ и недостатков компоновок для МГРП.
3. Разработать рекомендации к выбору муфт МГРП.

В процессе анализа были рассмотрены производители отечественные и иностранные по производству компоновок для МГРП. Изучены достоинства и недостатки компоновок для МГРП. Проанализированы и разработаны рекомендации по выбору компоновок (муфт) для МГРП.

Определения, обозначения, сокращения

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПЗП – призабойная зона пласта

СПО – спуско-подъемные операции

КУМ – ключ управления муфтами

ГСМ – горюче-смазочные материалы

ДВС – двигатель внутреннего сгорания

ЧС – чрезвычайная ситуация

ПЛВА – план ликвидации возможных аварий

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ТБ – техника безопасности

ГНВП – газонефтеводопроявление

НКТ – насосно-компрессорная труба

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

КРС – капитальный ремонт скважин

АВПД – аномально высокие пластовые давления

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 Особенности гидроразрыва пласта.....	13
1.1 Общие сведения о гидроразрыве пласта.....	13
1.2 Классификация ГРП.....	14
2 Технические средства для многостадийного гидроразрыва пласта.....	19
2.1 МГРП с использованием установки, содержащей два пакера.....	21
2.2 МГРП с использованием одного пакера и мостовой пробки.....	22
2.3 МГРП с применением раздвижных муфт.....	24
2.3.1 Муфты, активируемые металлическими шарами.....	24
2.3.2 Муфты, комплектуемые растворимыми компонентами.....	27
2.3.4. Муфты, управляемые с помощью ключа.....	28
2.3.5. Муфты с гидравлической активацией.....	29
2.4 Муфты с комбинированными способами активации.....	30
2.5 МГРП с применением разрывных муфт BPS.....	33
2.6 МГРП с применением гидropескоструйной перфорации.....	35
3 Анализ технических средств МГРП.....	39
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	40
5. Социальная ответственность.....	55
Заключение.....	69
Список использованных источников.....	70
Приложение А.....	75

ВВЕДЕНИЕ

Технология ГРП в настоящее время обеспечивает более 40% дополнительной добычи нефти. На долю других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков - гидродинамических, физико-химических - также приходится до 40% дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и зарезка вторых стволов обеспечивают до 3%, на долю прочих технологий приходится 17% дополнительной добычи нефти.

Применение технологии гидравлического разрыва пласта достаточно обширно: от низкопроницаемых до высокопроницаемых коллекторов в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. С помощью этой технологии можно решать специфические задачи: ликвидировать пескопроявления в скважинах, получать информацию о фильтрационно-емкостных свойствах объектов испытания в поисково-разведочных скважинах и др.

Одним из сдерживающих факторов повышения эффективности применения ГРП является отсутствие четких представлений о том, в каких отложениях и каких пластах приемлемо применять ту или иную технологию ГРП. Учитывая сложность технологии и возможность возникновения экологических последствий при неправильном проектировании и проведении МГРП актуальными являются анализ скважинного оборудования для МГРП. Таким образом, целью работы является анализ достоинств и недостатков скважинного оборудования для МГРП.

Актуальность проблемы определяется необходимостью совершенствование информации по достоинствам и недостаткам скважинного оборудования для МГРП.

Для достижения данной цели были выделены следующие задачи:

1. Провести обзор сортамента компоновок для МГРП на мировом и Российском рынках.
2. Провести анализ преимуществ и недостатков компоновок для МГРП.
3. Разработать рекомендации к выбору муфт МГРП.

1 Особенности гидроразрыва пласта

1.1 Общие сведения о гидроразрыве пласта

Необходимость повышения эффективности разработки месторождений приводит к разработке и внедрению новых более результативных и экономически целесообразных способов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи. Одним из таких способов стал гидравлический разрыв пласта (ГРП). Согласно определению, это механический метод оказания воздействия на продуктивный пласт, при котором в толщу пласта нагнетается жидкость под высоким давлением, что приводит к разрыву горных пород, формированию новых трещин высокой проницаемости и расширению существующих. Жидкость, с помощью которой осуществляется операция, носит название жидкости разрыва. Чтобы после удаления жидкости и снятия давления трещины не сомкнулись, в скважину закачивается специальный расклинивающий (закрепляющий) материал – проппант, который в зависимости от требований имеет различный фракционный состав и материал изготовления.

Целями ГРП выступают:

- формирование увеличенного радиуса дренирования скважины для повышения продуктивности;
- повышение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), которая была нарушена в процессе бурения и/или крепления ствола скважины [3].

После проведения ГРП повышается проницаемость ПЗП и околоскважинной зоны пласта, увеличивается площадь фильтрации, в разработку вовлекаются ранее не дренированные пропластки, и в результате всего этого увеличивается дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Тем не менее, эффективность ГРП определяется правильным дизайном, и в случае некачественной подготовки предполагаемый результат может быть не достигнут.

1.2 Классификация ГРП

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 10–50 мД обычно составляет 40–60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Разработка низкопроницаемых коллекторов (объекты которого характеризуются низкой проницаемостью порядка 0,5 мД) без применения ГРП является низкоэффективной, так как реализуются крайне низкие темпы отбора от начальных извлекаемых запасов и скважины эксплуатируются с дебитами на грани рентабельности.

В зависимости от предъявляемых требований выбираются различные методы ГРП. Каждой успешной операции ГРП предшествует длительная подготовка и тщательное проектирование, для которого необходим следующий минимальный набор данных:

- данные о ловушке и пластовых флюидах (мощность пласта, пористость, проницаемость, сжимаемость, насыщение, литология комплекса из пропластков, пластовое давление и температура, вязкость и сжимаемость пластовых флюидов);

- упруго–механические свойства (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, картина главного минимального напряжения, пределы прочности пород на сжатие);
- свойства жидкостей (плотность, коэффициенты коркообразования и утечек);
- свойства используемых проппантов (плотность, распределение зерен по размерам, проницаемость, сферичность);
- данные по скважине (конструкция, перфорация).

Существует множество классификаций ГРП, каждая из которых затрагивает определенный аспект операции. Например, по количеству интервалов ГРП и числу воздействий различают:

1. Однократный ГРП, при котором действию давления подвергаются все вскрытые пласты одновременно, соответственно разрыву подвергаются наиболее проницаемые участки пласта, а участки с меньшей проницаемостью оказываются почти не затронутыми воздействием.

2. Многостадийный (многоэтапный) ГРП, объектами применения которого являются залежи, характеризующиеся большой эффективной толщиной, для которых за счет геологического строения требуется не менее 2 операций ГРП для обеспечения равномерной выработки запасов. Разделение интервалов между целевыми ГРП обеспечивается селективными работами, установкой мостов изоляции, применением пакеров, специального подземного оборудования или методов заканчивания скважин.

3. Повторный ГРП, который производится в интервале, где ранее производилось воздействие методом ГРП. Данные операции выполняются для восстановления утраченной или увеличения текущей проводимости разрывов, а также для оптимизации их параметров.

4. Локальный ГРП (длина трещин 10–20 м., закачка десятков м³ жидкости и единиц тонн проппанта) - в пластах с проницаемостью более 300 мД, но с заблокированной (загрязненной) призабойной зоной.

5. Глубокопроникающий ГРП (длина трещин 20-100 м, объем закачки от десятков до сотен м³ и от единиц до десятков тонн проппанта) - в пластах с проницаемостью 150-300 мД.

6. Массированный ГРП (длина трещин 100 м и более, закачка от ста и более м³ жидкости и до сотен тонн проппанта).

7. Кислотный разрыв – гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Применяется в случае карбонатных пластов. Созданная с помощью кислоты и высокого давления сеть трещин и каверн не требует закрепления проппантом. От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы).

8. Пенный ГРП – как и обычный, направлен на создание трещины в пласте, высокая проводимость которой обеспечивает приток углеводородов к скважине. Однако при пенном ГРП за счет замены (в среднем 60 % объема) части гелированного водного раствора на сжатый газ (азот или углекислый газ) значительно возрастают проницаемость и проводимость трещин, и, как следствие, степень повреждения пласта минимальна. В мировой практике уже была отмечена наибольшая эффективность использования пенных жидкостей для ГРП в скважинах, где пластовой энергии недостаточно для выталкивания отработанной жидкости ГРП в ствол скважины во время ее освоения. При проведении пенного ГРП сжатый газ, который был закачан в составе пены, помогает выдавливать отработанный раствор из пласта, что увеличивает объемы отработанной жидкости и снижает время отработки скважины.

По способу инициации развития и закрепления трещин ГРП операции классифицируют дальнейшим образом:

1. Стандартный гидравлический разрыв пласта. Данная технология производится следующим образом: в скважину без остановки закачиваются поочередно различные жидкости, сначала специальная подушка, а затем сшитая система с проппантом, которая постепенно переводится на линейный гель для снижения гидравлических потерь. При этом концентрация проппанта увеличивается от минимальных значений, например, 100–150 кг/м³, до максимальных, достигая 1300 кг/м³.

2. TSO (технология концевое экранирование). Представляется собой модифицированный вариант стандартной технологии ГРП, при которой за счет изменения продолжительности фаз закачки буферной и расклинивающих пачек достигается создание более коротких трещин, применение которых уместно в высокопроницаемых коллекторах. При такой форме закачки в конце трещины при достижении ею проектной длины образуется проппантная пробка, которая ограничивает рост трещины в длину и позволяет увеличить ее высоту и раскрытие [4].

3. ГРП с остановкой закачки. При реализации такой технологии производятся кратковременные остановки подачи жидкости на 5–30 мин во время развития трещины.

4. ГРП с циклической закачкой проппанта. Главное отличие данной технологии от стандартной заключается в повторении основных операций не менее 2 раз. Т.е. производится повторная закачка основных жидкостей: сначала буферной, а затем содержащей проппант.

5. ГРП с обратным оттоком. Данная технология подразумевает некоторое уменьшение раскрытия трещин за счет включения скважины в работу после окончания ГРП, при этом дебит скважины поддерживается на незначительном уровне, не превышающем 0,05 м³/мин.

6. Селективный ГРП. Представляет собой более совершенный инструмент проведения операции, при котором трещины проектируются и

создаются в заданном направлении в целях недопущения разрыва тонких экранирующих горизонтов, например, во избежание преждевременного обводнения продукции. Технологии реализуются за счет применения специальных технических средств и технологических приемов, таких как применение ориентированных муфт гидроразрыва, ориентированной перфорации, изменение вязкости буферной жидкости и проппантной пачки, регулирования темпа их закачки.

7. Струйный ГРП. По существу, представляет собой объединение операций гидropескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта. При этом последовательно осуществляется сначала перфорация, а затем через эти же перфорационные отверстия осуществляется разрыв пласта и продавка проппанта.

8. Экраноустанавливающий ГРП. Вариант технологии ГРП, имеющий сходства с технологией TSO, т.е. преследует цели ограничения длины распространения трещины. Отличие заключается в применении дополнительной пачки, содержащей закрепляющий материал, например, цемент. При этом достигается развитие трещины в высоту и ее дополнительной расклинивание.

9. Гибридный ГРП. Относительно новая технология, применяющаяся в хрупких горных породах, в отличие от стандартного ГРП позволяет создавать обширную сеть трещин, напоминающую паутину. Результат достигается за счет применения различных жидкостей разрыва и их сочетания. Такими жидкостями выступают так называемая «гладкая» или «проскальзывающая» вода, линейный гель, нефть, пены и др. При увеличении хрупкости горной породы выбирают менее вязкости жидкости и более крупный проппант с таким расчетом, чтобы несущей способности жидкости хватило для продавки проппаната до конечной глубины трещин [5, 6].

2 Технические средства для многостадийного гидроразрыва пласта

Технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на сегодняшний день является одной из наиболее успешных и зрелых среди технологий ГРП. Во многом именно благодаря ей произошла сланцевая революция в США, позволившая осуществлять добычу из ранее недоступных продуктивных горизонтов.

На рисунке 1 представлена классификация многостадийного гидроразрыва пласта.

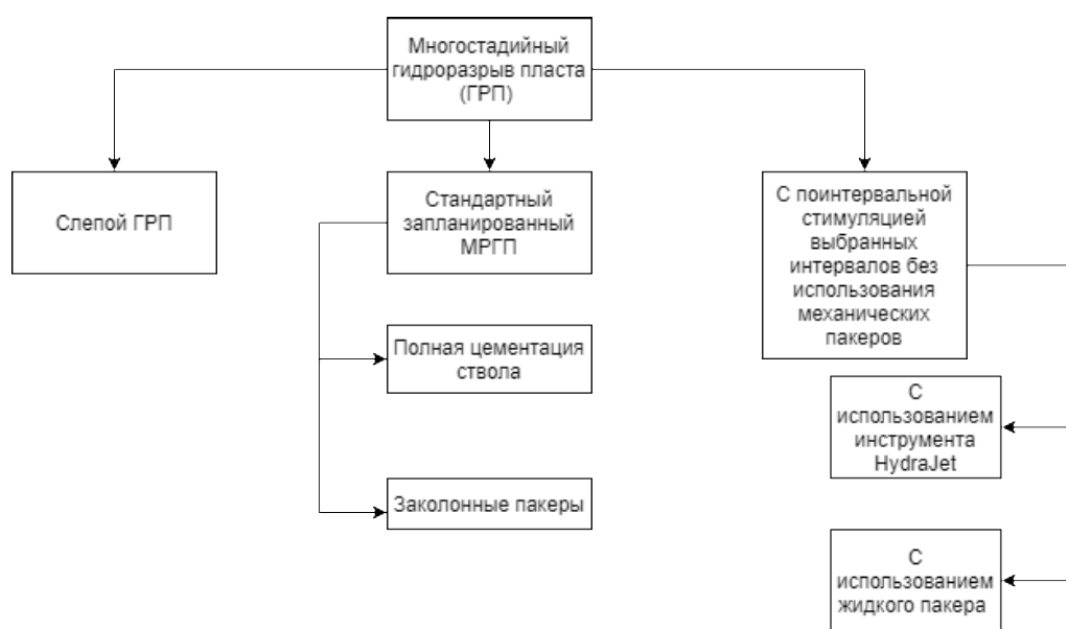


Рисунок 1 – Классификация многостадийного гидроразрыва пласта

В настоящее время существует множество технологических возможностей проведения МГРП, которые постоянно совершенствуются, чтобы добиться большей надежности и экономической целесообразности технологии. В зависимости от начальных условий и конечных целей выделяют следующие виды МГРП:

1. Слепой МГРП. Проводят в уже пробуренных скважинах, в которых изначально не планировалось проведение МГРП. Такие скважины

характеризуются заканчиванием при помощи стандартной компоновки с цементируемым или не цементируемым хвостовиком.

2. Стандартный МГРП. Проводится в скважинах, для которых проведение воздействия было запланировано на этапе разработки проектной документации, соответственно такие скважины технически готовы для проведения воздействия [7].

Слепой метод ГРП накладывает множество ограничений на возможности проведение гидроразрыва. Основным и самым существенным недостатком является невозможность контролирования места проведения операции в стволе при использовании стандартных технологий ГРП. Выходом из данной ситуации при наличии зацементированного хвостовика может выступать проведение струйного ГРП при помощи гидropескоструйной перфорации. Тем не менее, данная технология имеет свои ограничения и позволяет производить только малообъемные ГРП.

При запланированном МГРП скважина может быть спроектирована как с открытым стволом со спущенной в него специальной компоновкой, так и с цементируемым хвостовиком. В зависимости от принятого решения выбираются различные технологии для герметизации затрубного пространства. В случае цементируемого хвостовика пространство герметизирует собственно цемент, а при наличии открытого ствола в компоновку хвостовика включаются заколонные пакеры.

Для герметизации трубного пространства и разделения стадий ГРП применяются различные технологии в зависимости от способа крепления хвостовика. При цементируемом хвостовике трубное пространство разделяется с помощью пакеров или мостовых пробок, а при не цементируемом могут использоваться специальные муфты, которые могут активироваться с помощью сброса с поверхности специального шара или с помощью абсолютного или относительного давления [8].

Успех МГРП во многом определяется применяемым оборудованием, поэтому к его разработке подходят наиболее требовательно.

2.1 МГРП с использованием установки, содержащей два пакера

Технология использования селективных пакеров подразумевает наличие заранее подготовленных отверстий в интервалах будущего ГРП и может использоваться в заранее перфорированном цементируемом хвостовике. Для проведения ГРП к забою скважины на трубах НКТ спускается компоновка, изображенная на рисунке 2.

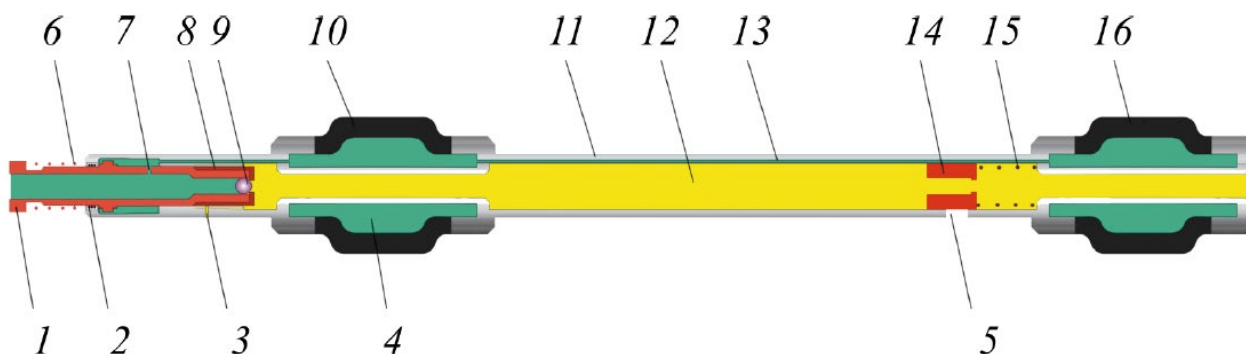


Рисунок 2 – Схема установки многостадийного гидроразрыва пласта:

1 – управляющий механизм в положении для активации пакеров;
2 – подшипник; 3 – выпускной порт; 4 – наполнитель пакера; 5 – канал выпуска проппанта; 6, 15 – пружина; 7 – порт для активации пакеров; 8 – цанговый зажим;
9 – фенольный шар; 10, 16 – пакер; 11 – корпус установки; 12 – рабочее пространство установки; 13 – капилляр, соединяющий пакеры; 14 – многоцелевой клапан.

При достижении требуемого интервала производят активацию пакеров с помощью фенольного шарика. Колонну разгружают, и шарик продолжает движение к следующему посадочному седлу, которое открывает отверстия для прокачки жидкости ГРП. Далее производится операция гидроразрыва. После завершения операции в скважину закачивается специальная жидкость, которая растворяет шар, что приводит к закрытию отверстий. Затем колонну подрывают, и

под действием механизма пакера возвращаются в транспортировочное положение. Устройство готово к проведению следующей операции.

Преимущества данного метода:

- возможность многократного использования устройства;
- нет необходимости в СПО после каждой операции ГРП;
- выше экономическая эффективность;
- большой диапазон наружных диаметров пакеров от 42,9 до 178 мм.

К недостаткам:

- большое количество подвижных частей, низкая надежность;
- необходимость прокачки жидкости для растворения шаров;
- сложность конструкции.

2.2 МГРП с использованием одного пакера и мостовой пробки

Технология с изолирующими пакерами преимущественно применяется при проведении МГРП в цементируемом хвостовике. Для проведения операции в интервал с перфорационными отверстиями спускается компоновка, содержащая пакер и устройство для подачи жидкости гидроразрыва и проппанта. После закрепления пакера производится первая стадия ГРП, после которой компоновка извлекается, а интервал ствола с проведенным ГРП нормализуется. Перед проведением второй стадии в хвостовик устанавливается изолирующий пакер или мостовая пробка, которые будут изолировать интервалы гидроразрыва. Затем производится перфорация следующего интервала для гидроразрыва и осуществляется следующая операция гидроразрыва. После завершения разрыва вышеприведенные операции повторяются. Затем все установленные пакеры или пробки разбуриваются, и скважина сдается в эксплуатацию. На рисунке 3 представлена технология МГРП с применением мостовых пробок или изолирующих пакеров

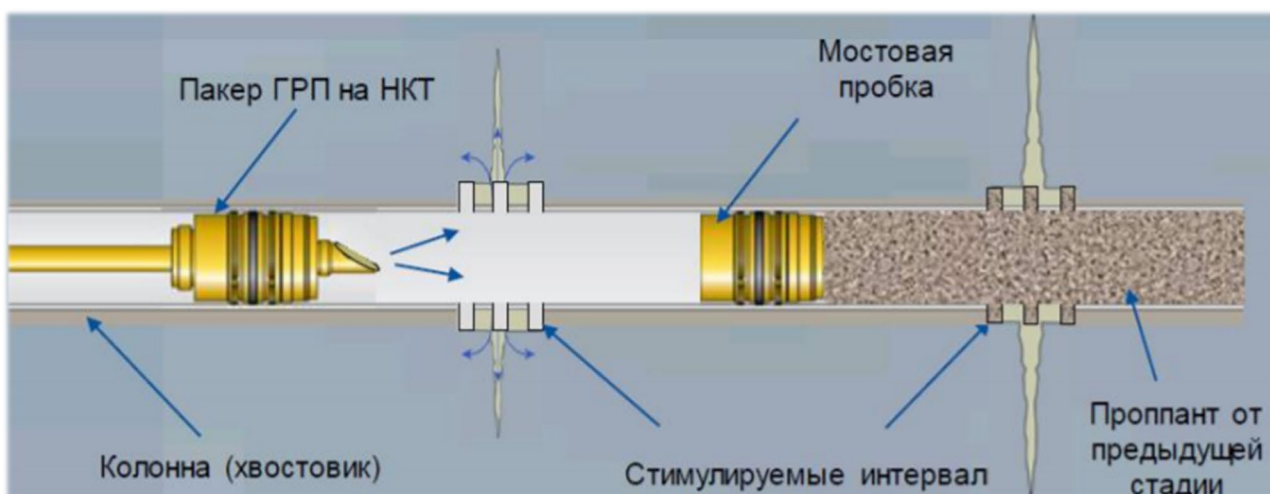


Рисунок 3 – Технология МГРП с применением мостовых пробок или изолирующих пакеров

Достоинства данного метода заключаются в следующем:

- техническая простота;
- нет подвижных частей механизма, соответственно выше надежность;
- формальное отсутствие ограничений на количество стадий ГРП;
- возможность проведения ГРП в скважинах малого диаметра до 102 мм;
- широкое варьирование расположения мест проведения гидроразрыва.

Недостатки данного метода:

- требуется значительное количество СПО в соответствии с количеством стадий ГРП;
- возможно возникновение осложнений при проведении ГРП: не герметичность пакера или пробки, преждевременные посадки, недохождение до планируемой глубины и т.д.;
- повышенные требования к состоянию внутренней поверхности хвостовика;
- длительность работ по освоению скважины.

2.3 МГРП с применением раздвижных муфт

На сегодняшний день МГРП с применением раздвижных муфт с различным принципом действия является наиболее распространенной технологией. К этим технологиям относятся применение муфт, активируемых металлическими и специализированными растворимыми шарами, активируемых давлением, активируемых с помощью специального ключа, спускаемого на НКТ, а также муфты, которые можно активировать различными способами.

2.3.1 Муфты, активируемые металлическими шарами

МГРП с применением данных муфт возможен после включения их в состав компоновки хвостовика. При этом данная компоновка содержит гидромеханические или набухающие пакеры, которые изолируют интервалы гидроразрыва в затрубном пространстве. Активация муфты происходит после посадки шара определенного размера в соответствующую муфту и повышения давления, при котором происходит срезка удерживающих винтов и открытие отверстий в муфте.

Схематическое изображение муфты МГРП, активируемой шарами, приведено на рисунке 4.

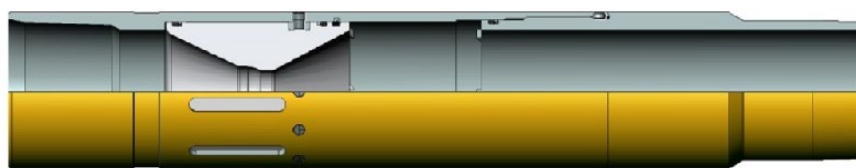


Рисунок 4 – Муфты МГРП для активации шарами

Особенность применения данных шаров заключается в необходимости их удаления после завершения операции ГРП. Это может производиться путем спуска специальной компоновки и разбуривания седел и шаров или путем вымывания шаров обратной циркуляцией с последующим разбуриванием седел.

Принцип действия муфт, активируемых шарами

Технология применения данной системы заключается в спуске нецементируемого хвостовика с установленными гидромеханическими пакерами и портами в строго заданных интервалах, благодаря чему, после приведения в действия соответствующих устройств, создаются контролируемые зоны изоляции для проведения стимуляции.

После удаления бурового инструмента, и проведения геофизических исследований скважины (кавернометрии, каротажа) начинается спуск хвостовика до целевого интервала. Интервалы установки пакеров выбираются с учетом данных кавернометрии. Производится пуск самого маленького шара и продавка жидкостью гидроразрыва пласта до сигнала «Стоп». Нарастивается избыточное давление для срабатывания якорей, пакеров и подвески хвостовика.

После срабатывания устройств обеспечивается:

- фиксация хвостовика в стволе скважины;
- разделение затрубного пространства хвостовика на изолированные участки;
- пакеровка головы хвостовика;
- разъединение транспортировочной колонны от хвостовика.

После разъединения производится подъем транспортировочной колонны и демонтаж бурового станка. Осуществляется разворачивание станка КРС. Производится спуск НКТ 89 с герметизирующим устройством на нижней трубе и посадка последнего в адаптер подвесного устройства хвостовика с разгрузкой. Устье обвязывается арматурой ГРП и опрессовывается затрубное пространство (определяется герметичность стыковки герметизирующего устройства с адаптером).

После сброса и посадки следующего шара, нарастивается избыточное давление, открывающее нижний порт. Создаваемое избыточное давление вызывает

гидроразрыв пласта. Расклинивающий эффект создаётся за счет закачки необходимого объема проппанта. Происходит стимуляция призабойной зоны.

Для очистки зоны стимуляции закачивается жидкость гидроразрыва пласта. Пускается следующий шар и продавливается до посадки в соответствующий порт, тем самым отсекая предыдущий интервал. Нарастиванием избыточного давления открывается порт в изолированную гидромеханическими пакерами зону для проведения стимуляции. Операция повторяется необходимое количество раз.

После прекращения ГРП за счет оттока из скважины шары вымываются на устье. Поднимается НКТ 89 мм. Для получения проходного канала диаметром 99 мм в хвостовике допускается разбуривание посадочных сёдел [10].

На рисунке 5 схематически изображена компоновка хвостовика для осуществления МГРП с применением раздвижных муфт.

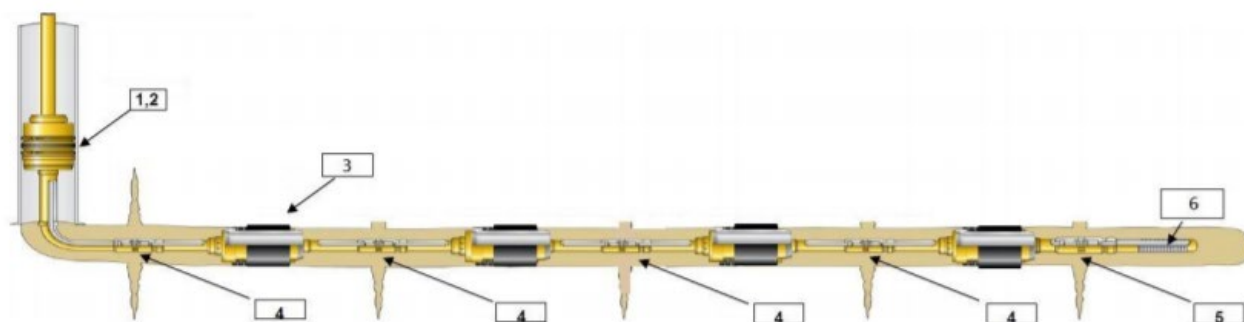


Рисунок 5 – Компоновка хвостовика для МГРП с применением раздвижных муфт:

- 1 – подвеска хвостовика; 2 – пакер гидравлический; 3 – набухающий пакер;
4 – муфта МГРП, активируемая шарами; 5 – муфта МГРП активируемая давлением
жидкости; 6 – башмак хвостовика

Достоинства и недостатки муфт МГРП, активируемых шарами

Достоинства муфт ГРП, активируемых шарами:

- возможность проведения до 17 стадий ГРП в зависимости от производителя компоновки;
- объем закачиваемого проппанта в большинстве случаев не ограничивается;

- глубина спуска компоновки хвостовика не ограничивается;
- относительно низкая стоимость;
- относительно короткие сроки освоения скважины, нет необходимости в СПО при каждой операции ГРП.

Недостатки:

- возможность недохождения шаров до посадочного седла;
- сложность проведения повторного ГРП;
- отсутствие возможности закрытия окон муфт;
- необходимость разбурирования седел и шаров (при использовании обычных компоновок);
- сложность компоновки;
- влияние человеческого фактора, возможны ошибки при запуске шаров;
- количество стадий ГРП ограничено размерами шаров и посадочных седел.

2.3.2 Муфты, комплектуемые растворимыми компонентами

Для упрощения технологии МГРП с применением муфт было предложено использование шаров, изготавливаемых из специализированных материалов. Например, из фенола, который растворяется специализированным составом, подаваемым с поверхности, из магниевого сплава, который растворяется под действием кислот, таких как лимонная, из нефтерастворимого материала, который разрушается после вызова притока. Проходимость муфт достигается по истечении от 8 до 20 часов, а полное растворение шаров может занимать до 14 суток.

После успеха технологии растворимых шаров по аналогии была предложена технология применения растворимых седел. Муфта МГРП в таком случае комплектуется седлом, которое растворяется под действием минерализованной жидкости. После растворения седла муфта приобретает равнопроходное сечение и обеспечивает беспрепятственный спуск в нее оборудования. К преимуществам такого решения относятся отсутствие

необходимости разбуривания седел по окончании операции ГРП и сокращение работ по нормализации хвостовика. Однако данные муфты обладают значительно большей стоимостью по сравнению со стандартными, а также меньшей прочностью. Кроме того, время полного растворения данных муфт значительно и составляет более 20 суток [9].

Схематическое изображение муфты МГРП с растворимым седлом приведено на рисунке 6.

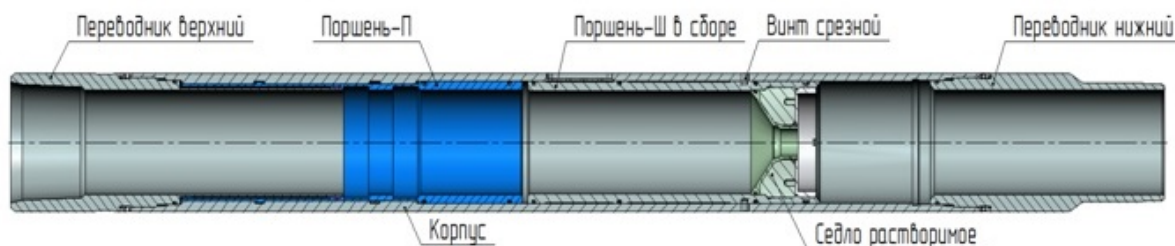


Рисунок 61 – Муфта МГРП с растворимым седлом

2.3.3 Муфты, управляемые с помощью ключа

Существует модификация муфт МГРП, в которых открытие муфт производится с помощью специального ключа. Например, у производителя ЗЭРС такой ключ носит название КУМ – ключ управления муфтами, у других производителей ключ может иметь другое название, при выполнении той же операции. Активация таких муфт осуществляется после спуска в скважину на НКТ ключа, плашки которого вставляются в специальные пазы в муфте (рисунок 7).

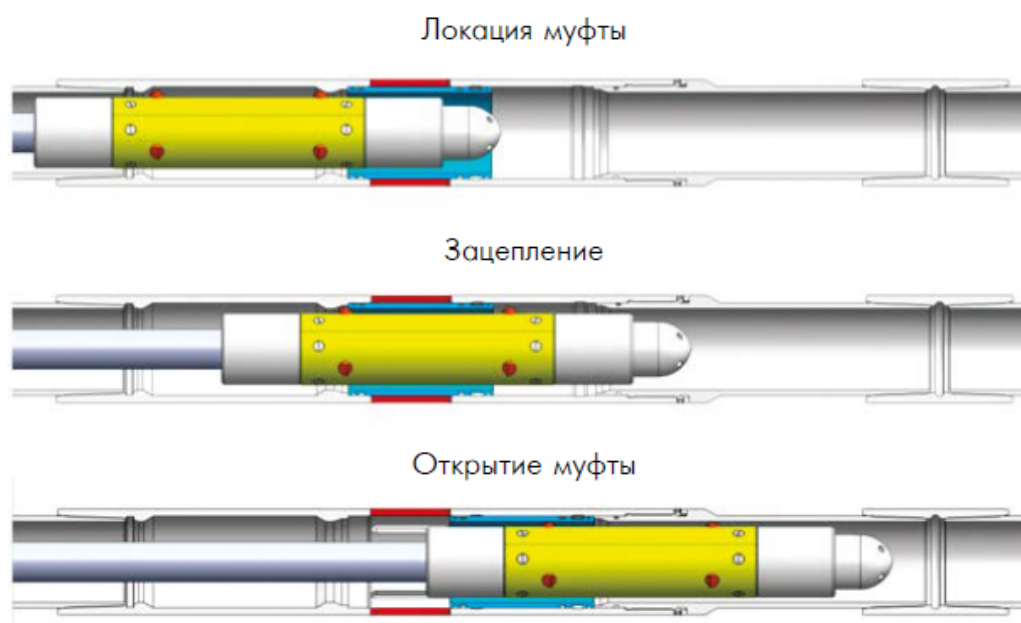


Рисунок 7 – Приведение в действие муфты ГРП при помощи КУМ

Достоинства такого решения:

- активация муфт в любом порядке;
- возможность закрытия и повторного открытия муфт с помощью ключа;
- относительно низкая стоимость проведения первых операций ГРП;
- количество муфт в компоновке теоретически неограниченно.

Недостатки:

- высокая стоимость проведения повторных операций ГРП;
- технологическая сложность проведения операций открытия и закрытия муфт;
- отсутствие универсального ключа для управления муфтами, в зависимости от производителя они могут отличаться;
- длительность проведения МГРП, большое количество СПО.

2.3.4 Муфты с гидравлической активацией

Муфта ГРП с гидравлической активацией – муфта, которая предназначена для организации гидравлического разрыва пласта с дублированными скользящими втулками, для открытия которых дополнительных операций не требуется. Перепад

давления создается сбросом шара в клапан отсечения циркуляции. По достижении заданного давления муфта открывается. После открытия муфты ее можно использовать для интенсификации притока из первой зоны или в качестве выхода жидкости для продавливания шара к первой активируемой шаром муфте. На рисунке 8 изображена муфта с гидравлической активацией.



Рисунок 8 – Муфта ГРП с гидравлической активацией [12]

Преимущества данной муфты:

- для открытия муфты не требуются дополнительные операции
- резервные каналы гарантируют высокую надежность сообщения с пластом.
- система фиксации в открытом положении исключает риск случайного закрытия муфты во время интенсификации притока или в ходе добычи.
- проходное сечение выходных отверстий больше проходного сечения обсадной колонны, поэтому на интенсификацию притока и добычу не накладываются никакие ограничения.

2.4 Муфты с комбинированными способами активации

Существует множество конструкций муфт МГРП, которые могут быть активированы с помощью различных воздействий.

Производитель ОКБ Зенит выпускает модификацию муфт МГРП – ГРПП2 [43], которая так же может активироваться с помощью различных способов.

Внутри корпуса муфты располагаются два поршня. Первый поршень жестко соединен с седлом с посадочным местом под шар с одной стороны, а с другой стороны соединен с корпусом с помощью срезных винтов. Второй поршень предназначен для взаимодействия с плашками ключа – инструмента

переключающего – и имеет соответствующие пазы. Схематическое изображение муфты ГРПП2 приведено на рисунке 8.

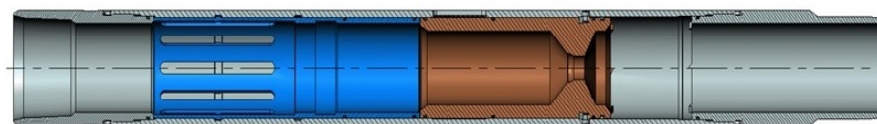


Рисунок 9 – Схематическое изображение муфты ГРПП2

При проведении операций ГРП окна муфты открываются путем прокачивания и посадки шара в седло муфты. При этом происходит срезание винтов, поршень смещается вниз и фиксируется в открытом положении. После завершения операции гидроразрыва производится нормализация, шар удаляется либо путем разбуривания с седлом, либо растворяется подходящим составом.

При возникновении необходимости закрытия окон муфты в скважину спускается ключ – инструмент переключающий. Над требуемой производится активация плашек, спуск компоновки к забою, и соединение инструмента с пазами поршня. Путем перемещения инструмента к устью поршень переводит муфты в закрытое положение.

Одной из таких конструкций является фрак порт закрываемый ФПЗ производителя ЗЭРС. В состав компоновки входят муфты: первая от забоя – открываемая с помощью повышения давления (устанавливаются над башмаком и обратным клапаном), остальные – муфты, активируемые с помощью посадки шара в седло.

Особенностью данной компоновки является возможность управления муфтами с помощью специального ключа, спускаемого на НКТ. Для обеспечения возможности управления необходима нормализация хвостовика, т.е. разбуривание седел и удаление шаров.

Также у производителя ЗЭРС имеется конструкция муфт ГРП – ГРПИ – активируемая давлением [12]. Открытие муфты производится путем создания

перепада давления между трубным и затрубным пространством. При этом существует возможность регулирования требуемого перепада давления путем изменения количества срезных винтов. Схематически муфта ГРПИ приведена на рисунке 9. Особенностью данной муфты является то, что компоновка МГРП с этими муфтами может комплектоваться дополнительным элементом, содержащим посадочное седло для шара.



Рисунок 10 – Схематическое изображение муфты ГРПИ

Дополнительный элемент компоновки представляет собой муфту – ГРПЦ – с посадочным седлом под шар. Она обеспечивает возможность циркуляции бурового раствора в процессе спуска хвостовика. После прокачивания и посадки шара в седло муфта позволяет опрессовать компоновку и создать давление, требуемое для активации муфты ГРПИ. Схематическое изображение муфты ГРПЦ приведено на рисунке 10.

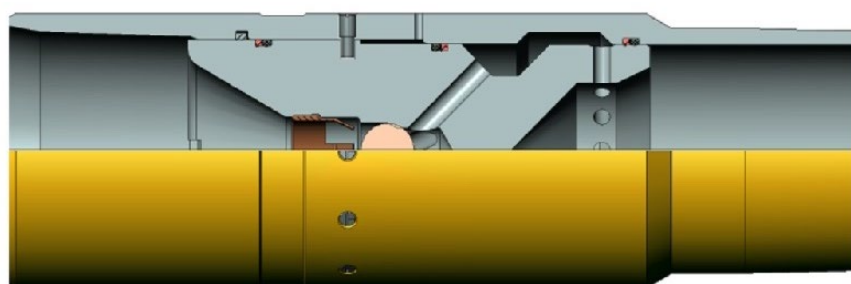


Рисунок 11 – Схематическое изображение муфты ГРПЦ

Достоинством муфт с комбинированным способом активации является обеспечение широких возможностей управления, например, осуществление ГРП в произвольном порядке, повторных ГРП, закрытие окон муфт с обводненными интервалами и др.;

Недостатки:

- сложность конструкции;
- ниже надежность за счет наличия подвижных частей;
- влияние человеческого фактора;
- выше стоимость.

2.5 МГРП с применением разрывных муфт BPS

Существует вариация технологии МГРП с использованием специальных разрывных муфт. Такие муфты могут применяться при заканчивании скважины с не цементируемым хвостовиком, у которого затрубное пространство герметизируется при помощи набухающих или гидромеханических пакеров.

Муфты с разрывными портами размещаются в составе компоновки хвостовика в местах для проведения ГРП. Открытие портов в муфтах производится с применением специальной компоновки, спускаемой на НКТ, с применением селективных пакеров, чаще пакеров чашечного типа. Разрыв мембран портов осуществляется путем создания давления на них [11]. Изображение компоновки для создания давления на порты приведено на рисунке 11. Схематическое изображение муфты с разрывными портами приведено на рисунке 12.



Рисунок 12 – Компоновка для проведения МГРП с разрывными муфтами BPS

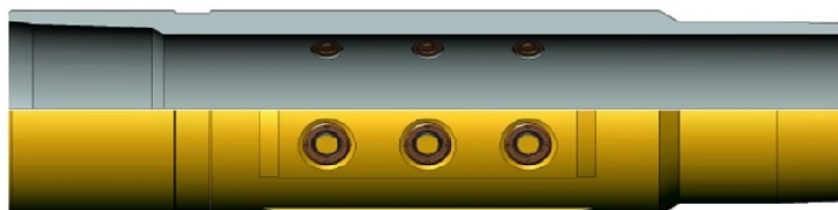


Рисунок 13 – Муфта с разрывными портами

Операции ГРП проводятся в направлении от забоя к устью скважины. С помощью компоновки с пакерами производится изоляция интервала с разрывной муфтой, нагнетание давления для разрыва портов и инициация гидроразрыва. После окончания операции компоновка перемещается к следующей муфте и процесс повторяется.

Достоинства разрывных муфт:

- простота конструкции муфт;
- быстрая нормализация забоя;
- относительно короткие сроки освоения скважины.

Недостатки:

- сложность конструкции устройства для разрыва портов;
- возможность преждевременной активации муфт при нарушении герметичности пакеров устройства для создания давления;
- возможность неполного (частичного) разрыва портов;
- стоимость оборудования;
- отсутствие возможности закрытия портов.

Для устранения недостатка, связанного с невозможностью управления муфтами, была создана разработка, совмещающая в себе муфты BPS и компоненты раздвижных муфт.

Производитель ЗЭРС выпускает муфты ГРПВ–П1 и ГРПВ–П2, которые имеют все те же преимущества, свойственные муфтам BPS, но также имеют возможность закрытия и открытия муфт после окончания операций ГРП. Достигается это за счет внедрения в конструкцию специального поршня с пазами, который может быть активирован с помощью специального ключа. Схематическое изображение муфты ГРПВ–П1 приведено на рисунке 13. Поршень для закрытия и открытия портов изображен синим цветом.



Рисунок 14 – Схематическое изображение муфты ГРПВ–П2 [42]

Принцип действия муфт ГРПВ–П1 и ГРПВ–П2 заключается в следующем. В компоновку хвостовика спускается устройство для создания давления, разрыва портов и тем самым активации муфт BPS. После осуществления гидроразрыва муфты остаются в открытом положении. Для управления положением муфты в скважину спускается ключ – инструмент переключающий. Для закрытия портов ключ спускается в требуемый интервал, перед муфтой производится его активация, спуск и зацепление плашками с пазами на специальном поршне, затем ключ поднимается и закрывает порты с помощью поршня. Аналогично поршень может быть сдвинут вниз в случае возникновения необходимости открыть муфту.

Достоинства этого исполнения муфт BPS заключается в возможности закрытия и повторного открытия муфт, т.е. возможна изоляция обводненных интервалов, проведение повторного ГРП и т.д.

Недостатки данной муфты аналогичны недостаткам стандартной, но за счет более сложной конструкции надежность еще ниже.

2.6 МГРП с применением гидropескоструйной перфорации

Технология проведения МГРП с применением гидropескоструйного перфоратора (ГПП) объединяет технологии гидроразрыва и перфорации обсадной колонны в одну операцию. При этом ГРП проводится сразу после проведения перфорации.

При реализации данной технологии могут применяться различные компоновки. Например, с изолирующими пакерами-отсекателями или без них, когда изоляция предыдущего интервала воздействия отсекается другими методами.

Порядок проведения операции гидроразрыва с применением отсекающих пакеров следующий. Компоновка, содержащая ГПП и пакеры-отсекатели спускается в скважину к забою. В интервале, где требуется проведение воздействия, активируется пакер-отсекатель и компоновка опрессовывается. Затем в колонну ГНКТ подается жидкость, содержащая абразивный материал, для проведения перфорации. После окончания перфорации и создания каверны за обсадной колонной проводится операция гидроразрыва с применением этой же компоновки. После завершения операции пакер-отсекатель деактивируется, и компоновка перемещается к следующему вышележащему интервалу, где вышеописанные операции повторяются [12].

Схематическое изображение технологии проведения МГРП при помощи гидropескоструйной перфорации приведено на рисунке 14.

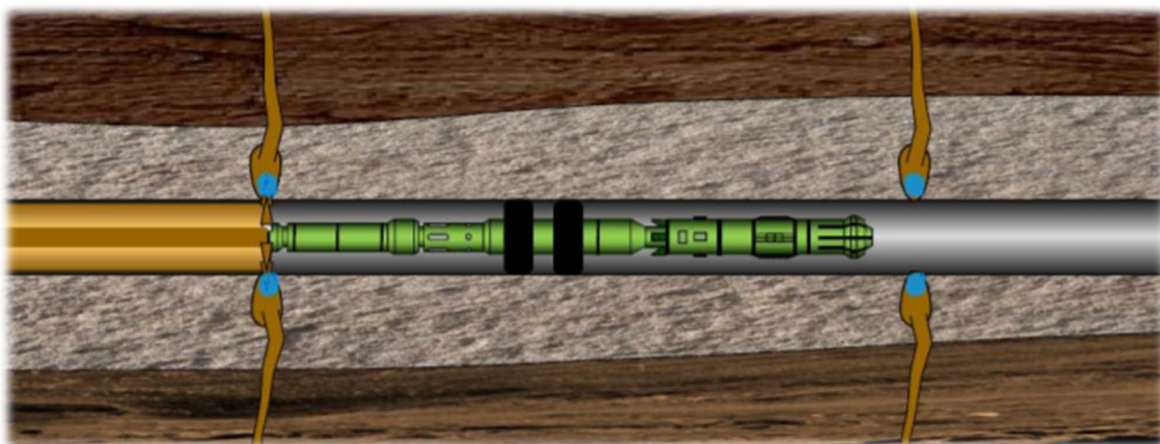


Рисунок 15 – Технология МГРП с применением ГПП

К плюсам данной технологии можно отнести:

- относительно короткие сроки проведения ГРП;
- создание трещины в точно заданном направлении путем привязки и ориентирования перфоратора в обсадной колонне;
- низкий риск осложнений благодаря возможности запуска циркуляции;
- в скважине не остаются металлические части от разбуривания посадочных седел и шаров;

- относительно низкая стоимость проведения операций ГРП;

Недостатки:

- данная технология обеспечивает только малообъемные ГРП, что делает ее неприменимой для коллекторов с очень низкой проницаемостью;
- повышенные требования к состоянию обсадной колонны;
- возможные осложнения, связанные с негерметичностью пакера.

Также возможно проведение МГРП с применением ГПП без использования пакеров-отсекателей. Такая технология существует у компании Halliburton и носит название CobraMax [46]. Отличительная особенность данной технологии в том, что изоляция предыдущего интервала воздействия осуществляется путем формирования пропантной пробки от операции предыдущего ГРП.

Принцип действия данной технологии приведен на рисунке 15. Первая стадия включает в себя проведение гидropескоструйной перфорации и инициацию трещины ГРП. После завершения перфорации в скважину подается жидкость гидроразрыва с пропантом и производится операция ГРП. После завершения воздействия компоновка перемещается к следующему интервалу для выхода из слоя пропанта, оставшегося в колонне. Затем производится срезка головы пропантной пачки обратной циркуляцией. После чего компоновка продвигается к следующему интервалу воздействия.

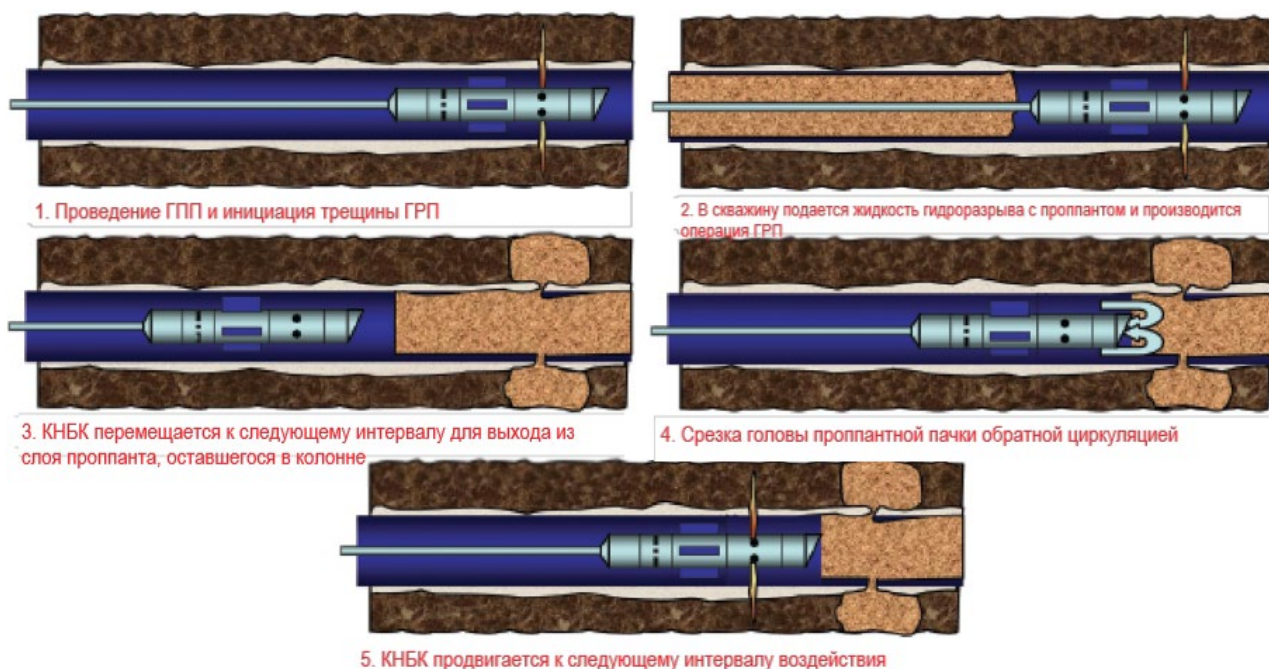


Рисунок 16 –Технология проведения МГРП с применением ГПП CobraMax

К достоинствам данной технологии относится упрощенная конструкция компоновки для проведения МГРП и отсутствие пакеров, соответственно устранение связанных с ними осложнений.

К недостаткам можно отнести особые требования к применяемому проппанту – на его поверхности должно быть покрытие, обеспечивающее его слипание и формирование плотной упаковки. Также недостатком может быть повышенный риск возникновения прихвата перфоратора в пачке проппанта [11].

3 Анализ технических средств МГРП

В связи научной новизной информация по данному разделу не представлена.

МЕНЕДЖМЕНТ,

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций к выбору скважинного оборудования для многостадийного гидравлического разрыва пласта. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки оборудования для МГРП, в частности – муфты МГРП.

В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины. В таблице 1 представлены необходимые данные для расчета затрат на производство работ.

Таблица 1 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед.измерения	Количество
1	2	3
Годовой объем добычи нефти	Т.т	1649,8
Среднесуточный дебит нефти: —до реализации мероприятия —после реализации мероприятия	т/сут т/сут	916 2061
Продолжительность технологического эффекта	Сут	517
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	Руб./т	19357
Нормативное время на проведение ГРП	Час	32,4
Часовая тарифная ставка —ведущего инженера —инженера лаборанта —инженера электрика	Руб.	
		344,42
		302,12

Показатели	Ед.измерения	Количество
1	2	3
—мастера —механика		302,12
		243,97
		219,61
Аренда спецтехники для ГРП —Насос —Спец.арматура устья —Блендер —Блок телеметрии —Блок манифольдов —Цистерна для реагентов 75м ³ —Бункер под гравий 40т —Кроссовер, промывочная труба	Рубли/час	3276
		3190
		3456
		3677
		2967
		3652
		4276
		3286
Объем проппанта для ГРП	т	40,2
Цена проппанта	Руб./т	22320
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию:		
—Гель	кг	52,15
—Разрушитель геля	л	13,9
—Понизитель трения	л	429,3
—Геллиант	кг	2465,7
—Ингибитор коррозии	л	1843
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП	Руб.	7150
В т.ч. условно-переменные расходы	Руб.	2635

Показатели	Ед.измерения	Количество
1	2	3
Налог на прибыль	%	20
Страховые взносы	%	30
Простои скважины в течении года	сут	5
Численность рабочих в бригаде	чел	5
Премия	%	50
Районный коэффициент	%	180
Северная надбавка	%	80
Стоимость 1 часа доставки единицы спецтехники	руб	12583
Время доставки спецтехники	час	4,3

3.1. Расчет объема дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 49:

$$Q_{н.д.} = Q_2 - Q_1 \quad (49)$$

где Q_1 – объем добычи нефти до ГРП;

Q_2 – объем добычи нефти после ГРП;

$$Q_1 = q_1 * N_1 * T_2 * K_{Э1} \quad (50)$$

$$Q_2 = q_2 * N_1 * T_2 * K_{Э2}$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

N – количество скважин;

T_2 – продолжительность технологического эффекта, сут;

K_9 – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 916 * 517 * 1 * 0,98 = 464\,100,6 \text{ т.}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_1 = 2061 * 517 * 1 * 0,98 = 1\,044\,226 \text{ т.}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = 1\,044\,226 - 464\,100,6 = 580\,125,7 \text{ т.}$$

3.2. Затраты на аренду спецтехники

Реализация ГРП с установкой гравийного фильтра требует нижеуказанных затрат. Затраты на аренду необходимого оборудования и доставку оборудования на морскую платформу.

Затраты на доставку оборудования на платформу рассчитываются в зависимости от количества определенного типа оборудования, времени доставки спецтехники на платформу (из отчета предприятия и расчетного времени пути от базы до платформы) и стоимости часа доставки оборудования на платформу учитывая используемый вид транспорта. Подробный расчет затрат на доставку спецтехники на платформу представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Затраты на доставку спецтехники на платформу

Вид техники	Количество, шт	Время доставки на платформу, час	Стоимость 1 часа доставки. руб	Сумма, руб.
Насос	2	4,3	12583	108213,8
Спец.арматура устья	1	4,3	12583	54106,9
Блендер	1	4,3	12583	54106,9
Блок телеметрии	1	4,3	12583	54106,9
Блок манифольдов	1	4,3	12583	54106,9
Цистерна для реагентов 75 м3	3	4,3	12583	162320,7
Бункер под гравий 40т	2	4,3	12583	108213,8
Кроссовер, промывочная труба	1	4,3	12583	54106,9
Итого				649282,8

Для расчета расходов на аренду спецтехники для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции по наряд заданию, которое представлено в таблице 3.5, количество необходимого оборудования, а также стоимость одного часа проката оборудования.

Затраты на аренду спецтехники рассчитываются по формуле 51 представлен в таблице 6.

$$Z_{\text{спец}} = V_p * C$$

где V_p – время пробега, часы;

C – стоимость 1 часа аренды спецтехники, руб.

Таблица 6 – Затраты на аренду спецтехники

Вид техники	Количество, шт	Нормативное время по наряд-заданию, час	Стоимость 1 часа проката, руб	Сумма, руб.
Насос	2	32,4	3276	212284,8
Спец.арматура устья	1	32,4	3190	103356
Блендер	1	32,4	3456	11974,4
Блок телеметрии	1	32,4	3677	119134,8
Блок манифольдов	1	32,4	2967	96130,8
Цистерна для реагентов 75 м3	3	32,4	3652	354974,4
Бункер под гравий 40т	2	32,4	4276	277084,8
Кроссовер, промывочная труба	1	32,4	3286	106466,4
Итого				1381406,4

Все затраты на спецтехнику определяются суммированием затрат на аренду спецтехники и ее доставку на место проведения операции. Таким образом затраты на спецтехнику составят [9]:

$$Z_{\text{спец}} = 649282,8 + 1381406,4 = 2030689,2 \quad (52)$$

3.3. Затраты на материалы и реагенты

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также от цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле 53 и представлены в таблице 7

– химические реагенты и пропант для проведения ГРП, необходимые данные для расчетов представлены в таблице 3 – Количество и расход компонентов на 1 скв. -операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p * C_{\text{реаг}} \quad (53)$$

где N_p – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 7 – Химические реагенты и проппант для проведения ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв. операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС, руб./ед.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5
Соль 7%	0,51 кг/м ³	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м ³	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м ³	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м ³	2465,7 л	524,21	1292544,59
Буфер	15,98 л/м ³	1843 л	614,3	1132154,9
Итого				2678564,49
Проппант		34,5 т	22320	770040
Итого				3448604,49

3.4. Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, инженера лаборанта, инженера электрика, мастера и механика.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 8 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции, которой приведена в таблице 4.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

Профессия	Кол – во	Тариф ная ставка, руб./ча с	Время провед ения меропр иятия, ч.	Тарифн ый фонд ЗП, руб.	Сев. И рай. Коеф. 180%+ 80%	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Ведущий инженер	1	344,42	32,4	11159,21	29013,94	5579,60	45752,75
Инженер лаборант	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Инженер электрик	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Мастер	1	243,97	32,4	7904,63	20552,03	3952,31	32408,97
Механик	1	219,61	32,4	7115,36	18499,95	3557,68	29172,99
Итого:	5			45756,57	118967,1	22878,3	187601,96

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 187601,96 руб.

3.5. Страховые взносы

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве

Расчет страховых взносов при проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в таблице 9.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве

и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 9 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	Ведущий инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
1	2	3	4	5	6
Кол-во работников	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	45752,5	40133,62	40133,62	32408,97	29172,99
ФСС (2,9%)	1326,83	1163,87	1163,87	939,86	846,02
ФОМС (5,1%)	2333,39	2046,81	2046,81	1652,86	1487,82
ПФР (22%)	10065,61	8829,4	8829,4	7129,97	6418,06
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	183,01	160,53	160,53	129,64	116,69
Всего, руб.	13908,84	12200,62	12200,62	9852,33	8868,59
Общая сумма, руб.	57030,99				

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 10 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 54 и сводятся в таблице 10:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}} \quad (54)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала, руб;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на доставку спецтехники, руб.

Таблица 10 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда и доставка спецтехники	2030689,2
Материалы	3448604,49
Заработная плата	187601,96
Страховые взносы	57030,99
Итого	5723926,64
Накладные расходы 20%	1144785,33
Общая сумма	6868711,97

3.7. Экономическая эффективность от внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты, связанные с извлечением также будут влиять на срок окупаемости, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле 55 и составляют:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} * Z_{\text{пер}} \quad (55)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т;

$Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные по формуле

56:

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. Экономический эффект учитывает такие показатели, как: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, а также уровень технического производства и качества продукции. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку затрат, в течении всего срока

осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле 58, где P_r – стоимостная оценка результатов и Z_r – стоимостная оценка затрат:

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объемы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это прорость производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием. Z_r представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а также затраты на реализацию внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в технико-экономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления. В

случае если объем производимой продукции не изменяется, то P_T выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

При изменении объема производства величина учитывает изменения объема продукции в цене предприятия на реализацию. Экономический эффект от внедрения мероприятия:

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия по формуле 60:

Прибыль, полученная предприятием от внедрения метода увеличения отдачи нефти за счет добычи дополнительного объема нефти и изменения себестоимости добычи нефти определяется по формуле (прибыль балансовая):

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а также снижает себестоимость продукции, что так же положительно влияет на прибыль.

В таблице 11 представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без проведения гидравлического разрыва пласта, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 11 – Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

Показатели	Ед. измерения	Баз. вар.	По проекту
1	2	3	4
Годовой объем добычи нефти	т.т.	1649,8	2580,7
Объем дополнительной нефти	т	–	712870,6
Среднесуточный дебит	т./сут.	916	2061
Продолжительность технологического эффекта	сут.	–	517
Себестоимость добычи т. нефти	руб.	7150	5156
Затраты на мероприятие, всего в т.ч.:	млн. руб.	–	152,8
Материалы	млн. руб.	–	3,5
Проппант (гравий)	млн. руб.	–	2,67
Заработная плата	млн. руб.	–	1,8
Страховые взносы	млн. руб.	–	0,057
Спецтехника	млн. руб.	–	2,03
Условные переменные расходы	млн. руб.	–	1357,7
Экономический эффект	млн. руб.	–	969,3
Прибыль чистая	млн. руб.	–	733,1
Налог на прибыль	млн. руб.	–	183,2
Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	сут.	–	76,45

Таким образом, рекомендуется реализация данного мероприятия на У нефтегазоконденсатном месторождении, экономическая эффективность которого доказывается следующими моментами:

Среднесуточный дебит увеличился с 916 т/сут до 2061 т/сут;

Себестоимость 1 тонны нефти снизилась с 7150 руб. до 5156 руб;

Выручка от реализации дополнительного объема нефти составила 112 млн.руб.

Чистая прибыль предприятия от внедрения данного метода интенсификации притока 733,1 млн.руб.

Срок окупаемости затрат на мероприятие составил 76,45 сут.

5. Социальная ответственность

Введение

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается разработка рекомендаций к выбору скважинного оборудования для МГРП.

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты окружающей среды при применении многостадийного гидродинамического разрыва пласта на Федоровском месторождении, в разделе социальной ответственности. Что подразумевает, что в данной работе предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом применения многостадийного гидродинамического разрыва пласта на Федоровском месторождении Сургутской области.

4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по проведению МГРП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах 77 учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В 113 случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности, в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. [1]

Требования к ОПО и рабочим местам:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;
- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;
- производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;
- на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов. [1]

4.2. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ многостадийного гидроразрыва пласта.

Таблица 1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ многостадийного гидроразрыва пласта.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [2]
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СНиП 23-05-2010 Естественное и искусственное освещение [3]
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [4]
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу		+	+	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [5]
Электрический ток		+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность [6]
Пожаровзрывоопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [7]

Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации.

Шум является одним из наиболее распространенных неблагоприятных факторов условий труда на производстве. Под влиянием интенсивного шума нарушаются функции не только слухового анализатора, но и центральной нервной, сердечно-сосудистой и других физиологических систем. Работа в условиях интенсивного шума приводит к снижению производительности труда, росту брака и увеличению вероятности получения производственных травм.

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-2014. Уровень шума не должен превышать 80 дБ.

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли реализуется комплексная автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти; снижение шума в источнике его возникновения; снижение шума на путях его распространения; рациональную планировку компрессорных станций (КС); внедрение рациональных режимов труда и отдыха; разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (насосные агрегаты, миксеры), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, происходит нарушение вестибулярных реакций и координации движений, развитие нервных заболеваний снижается производительность и качество труда.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте: оградители вибрации; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления.

Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления ГРП должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы

следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию [18].

Повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне.

Любой вид ионизирующих излучений вызывает биологические изменения в организме как при внешнем (источник находится вне организма), так и при внутреннем облучении (радиоактивные частицы попадают внутрь организма с пищей, через органы дыхания).

Степень воздействия ионизирующих излучений на живой организм зависит от мощности дозы облучения, продолжительности этого воздействия, вида излучения и радионуклида, попавшего внутрь организма.

В соответствии с требованиями Закона о радиационной безопасности населения введены дозовые пределы:

для персонала 20 мЗв (милиЗивертов) в год при производственной деятельности с источниками ионизирующих излучений;

1 мЗв – для населения.

Защита от ионизирующих излучений осуществляется с помощью следующих мероприятий:

- сокращение продолжительности работы в зоне излучения;
- полная автоматизация технологического процесса;
- экранирование источника излучения;
- увеличение расстояния;
- использование средств индивидуальной защиты и предупреждение знаком радиационной опасности;
- постоянный контроль за уровнем ионизирующего излучения и за дозами облучения персонала.

Для защиты людей от ионизирующих излучений следует строго соблюдать требования «Норм радиационной безопасности (НРБ-09/2009)» и «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)».

Анализ опасных производственных факторов

Механическая опасность.

Источников механической опасности может быть огромное количество, например, аппараты, установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен. В ходе эксплуатации установки может случиться взрыв или пожар. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм. Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники должны строго соблюдать все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке. Вовремя проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности. В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения [18].

Электробезопасность.

Опасность поражения электрическим током существует, например, при работе со станцией управления насосом.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 [21]. Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;

- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Термическая опасность. Пожароопасность и взрывоопасность.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. От 02.07.2013) [18].

Промышленная зона, где производятся работы, должна быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. Компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

4.3. Экологическая безопасность

Защита атмосферы

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производственный экологический контроль на своих объектах в целях выполнения требований природоохранного законодательства, соблюдения установленных нормативов в области охраны

окружающей среды, обеспечения рационального использования природных ресурсов и выполнения планов уменьшения воздействия на окружающую среду.

Производственный экологический контроль ведется по следующим направлениям:

- осуществление контроля за воздействием на атмосферный воздух;
- осуществление контроля воздействия на водные объекты;
- осуществление контроля в области обращения с отходами.

ПАО «Сургутнефтегаз» стремится к снижению воздействия на окружающую среду, в том числе путем сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

С целью снижения выбросов на объектах компании применяются газовые турбины, оборудованные устройствами понижения выбросов оксидов азота. На факельных установках применяется система повышения турбулентности газа, что способствует его сжиганию в бессажевом режиме. Проводятся мероприятия по повышению эксплуатационной надежности и безаварийности работы оборудования, осуществляется контроль за соблюдением технологического режима работы газовых турбин. Для своевременного устранения потенциально возможных утечек газа на объектах компании осуществляется обследование и диагностика оборудования, проводится необходимый ремонт и обслуживание с использованием стационарных и переносных газоанализаторов.

Проводится инструментальный контроль стационарных источников на соответствие установленным нормативам предельно допустимых выбросов, ведутся наблюдения за качеством атмосферного воздуха на границах санитарнозащитных зон в районах расположения объектов компании.

Компания стремится к сокращению потребления воды на производственные нужды и снижению воздействия на окружающую среду в результате сброса сточных вод.

В целях обеспечения нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты и рационального использования водных ресурсов

проводится контроль эффективности работы очистных сооружений и контроль качества сточных, поверхностных и подземных вод, а также контроль соблюдения установленных объемов водопотребления и водоотведения. Поддерживаются в исправном состоянии водозаборные и очистные сооружения, ведутся регулярные наблюдения за водоохранными зонами водных объектов.

Мониторинг состояния окружающей среды в районах расположения производственных объектов компании негативного воздействия на водные объекты не выявил.

Деятельность компании в области обращения с отходами направлена на соблюдение российских и международных требований, оптимизацию процесса обращения с отходами с целью снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Основной объем отходов компании представлен малоопасными для окружающей среды отходами (IV и V классы опасности). В основном это отходы бурения скважин и твердые коммунальные отходы.

Для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду отходы бурения размещались нагнетанием через специальные поглощающие скважины в глубокие горизонты недр, которые имеют необходимые изолирующие пласты, обеспечивающие их полную локализацию и надежное захоронение.

Компания осуществляет постоянный мониторинг технологического процесса закачки и принимает все обоснованные меры по сокращению объемов образования отходов бурения.

Все отходы I–III классов опасности передаются лицензированным подрядным организациям для утилизации или обезвреживания. Отходы IV–V классов опасности компания передает для размещения на специально оборудованных полигонах, соответствующих российским требованиям. [9]

Защита гидросферы

Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

- загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы,
- поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами. Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду:

жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;

при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;

проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ (за колонная циркуляция) [19].

Защита литосферы

Почвы в условиях Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) -

стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв осуществляются следующие мероприятия:

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома - на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении ГРП на производстве возможно возникновение вредных и опасных факторов способных нанести вред окружающей среде, а также повлечь травматизм или гибель работников.

Возможные ЧС при проведении ГРП:

1. Неисправное оборудование
2. Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов
3. Слабое соединение БРС
4. Пожар
5. Негерметичность манифольда
6. Разрыв нагнетательных линий

Наиболее вероятная ЧС на кусту месторождения — неисправное оборудование.

Источник возникновения — не проведен наружный осмотр, опрессовка.

Ввиду этого на предприятиях разрабатываются и вводятся мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев:

- модернизация оборудования;
- усовершенствование различных приспособлений, блокировочных устройств, систем контроля состояния изоляции электрических сетей, устройств заземления, герметичной осветительной проводки, установка индикаторов напряжения в сети, приборов контроля статического электричества и т.д.;
- введение различных блокировочных систем и сигнализаций, приобретение знаков безопасности ;
- индикатора сероводородного ИСВ – 2 и др.;
- установка дозиметрического контроля радиоактивности и др.;
- дефектоскопов;
- использование средств телевизионного и радиоуправления технологическими процессами, устройствами, переговорных устройств для работников и т.д.;
- механизация уборки производственных помещений и др.;
- содержание в соответствие с требованиями правил безопасности производственных коммуникаций.

Для предупреждения аварийных выбросов и разливов, повышения условий безопасности на производстве обслуживающего персонала, максимального снижения вредности предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

При возникновении аварийных ситуаций на кусту необходимо немедленно докладывать начальнику смены и приступать к их локализации и устранению согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), имеющемуся в обязательном порядке в операторской. Оперативная часть ПЛА должна быть вывешена на видном месте в операторной. Также должна быть вывешена схема оповещения с указанием номеров телефонов пожарной охраны, аварийных служб, медсанчасти.

Заключение

На основе анализа компоновок для МГРП определены их достоинства и недостатки. Для достижения данной цели были выделены следующие задачи:

1. Провести обзор сортамента компоновок для МГРП на мировом и Российском рынках.
2. Провести анализ преимуществ и недостатков компоновок для МГРП.
3. Разработать рекомендации к выбору муфт для МГРП.

Все задачи были выполнены.

Задача 1: был проведен обзор сортамента компоновок для МГРП, было выявлено, что всего три компании по производству отечественного оборудования для МГРП.

Задача 2: Был проведен анализ достоинств и недостатков компоновок для МГРП. Результат выявлен в таблице 3.1.

Задача 3: Были разработаны рекомендации к выбору оборудования.

По этой работе может быть предложена дальнейший анализ и разработка рекомендаций к выбору скважинного оборудования для того и иного месторождения.

Список использованных источников

1. Гидроразрыв пласта [Электронный ресурс] // Нефтегазотехнология: информационный сайт. Режим доступа: <http://n-gt.ru/services/technology/hydraulic-fracturing/>
2. Казанцев П.Ю. Исследование технологий воздействия гидроразрывом пласт на поздней стадии разработки месторождений: дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Казанцев Павел Юрьевич. – Тюмень, 2004. – 115 с.
3. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986 г.
4. Губский А. Технология концевое экранирование на месторождениях Западной Сибири / Нефтегазовое обозрение. –2000. – №4. – с. 4–9.
5. Гидравлический разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В. И. Некрасов, А. В. Глебов, Р. Г. Ширгазин, В. В. Варушев. – Лангепас; Тюмень: ГУП «Информационно издательский центр ГНИ по РБ», 2001. – 240 с.
6. Циу Пин, В.С. Якушев Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США) / Актуальные проблемы добычи газа. – 2016. – №2 (26). – с. 39–46.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
8. Коршак А. А., Шамазов А. М. Основы нефтегазового дела. – М.: 2007 г.
9. Власенко, Е. В. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП / Е. В. Власенко // Молодой ученый. – 2019. – № 2 (240). – С. 16–18.
10. Хасанов Д.Р. Технология проведения МГРП на объекте ЮС1 Тевлинско-Русскинского месторождения // Проблемы науки. 2018. №8 (32).

11. Каунов А.С. Обзор опыта применения технологии МГРП в России и за рубежом / А.С. Каунов, А.А. Хайруллин // Научная электронная библиотека: Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – №5 (66). – Том 12.
12. Васильев Владимир Андреевич, Верисокин Александр Евгеньевич Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №6.
13. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
14. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
15. СНиП 23-05-2010 Естественное и искусственное освещение.
16. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
19. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требованияю
20. ТК РФ Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом.
21. ТК РФ Статья 96. Работа в ночное время.
22. ТК РФ Статья 50. Регистрация коллективного договора, соглашения.
23. ТК РФ Статья 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.
24. ТК РФ Статья 223. Санитарно-бытовое обслуживание и медицинское обеспечение работников.
25. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 г
26. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта – Москва – Недра1986 г. – 165 с.

27. Самойлов М.И. Практика многостадийных ГРП в ТНК-ВР – Москва – 2013г. – 31с.
28. Кричевский В.М., Морозовский Н.А., Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований// SPE Conference Paper, 138049-RU, 2015. – стр. 1-8.
29. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Ридель А.А. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин// Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12. – стр.42-45.
30. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2010 – 536 с.
31. Могучев А.И. Оборудование для эксплуатации и подземного ремонта скважин: Учеб. пособие /А.И. Могучев. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. - 74 с.
32. Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов /И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. - М.: Недра, 1984. - 272 с.
33. Федеральный закон от 02.07.2013 г. № 185 – ФЗ «О пожарной безопасности».
34. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учебное пособие /П.М. Усачев. - М.: Недра, 1986. - 165 с.
35. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Пер. с англ. А.Корнилов, И.Вафин. М. : Институт компьютерных исследований, 2007. - стр. 236. 77

36. Индрупский И.М. Новые подходы к исследованию нефтяных скважин и интерпретации получаемых данных // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Москва: 2004. – 142с.
37. Александров С.И., Мишин В.А., Никонов Е.О., Буров Д.И., Шуфлинский Д.В. Успешный опыт микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири// НТВ Каротажник. – 2017. – №281. – стр.7-16.
38. Некрасов А.С. К вопросу об использовании доминирующих направлений напряженного состояния горных пород для решения задач гидроразрыва пластов месторождений пермского прикамья// Геофизика. – 2015. – №5. – С.50.
39. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – стр.960.
40. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 780с.
41. Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин// Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / ред. В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
42. Вячислая А.А., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Гришина Е.И., Морозовский Н.А. Диагностика сложных трещин в коллекторах низкой проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин / А.А. Вячислая, В.В. Кокурина, М.И. Кременецкий, Е.И. Гришина, Н.А. Морозовский // НТВ Каротажник. – 2017. – №273. – стр.39-61.

43. <http://www.zenith.ru/pressroom/company-news/219-uspeshnoe-primenenie-spetsialistami-ao-okb-zenit-instrumenta~>

44. <https://rogtectmagazine.com/%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%8F-%D0%B7%D0%B0-%D0%BA%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%BB%D1%8B%D0%BC-%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%BC-%D0%B3%D1%80%D0%BF/?lang=ru>

Приложение А

Development of the recommendations for the selection of the downhole equipment for multi-stage hydraulic fracturing

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Нимаев Цырен Сухэ-Баторович		19.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н		18.06.2020

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		11.02.2020

Social responsibility

Introduction

In this final qualification work, the development of the recommendations for the selection of the downhole equipment for a multi-stage fracturing is considered.

The section provides an environmental assessment of the impact on the environmental components when applying multistage hydrodynamic fracturing at the Fedorovskoye field, in the section of social responsibility. This implies that this work includes the measures to ensure the safety of the population, protecting the environment and the subsoil from possible negative impacts associated with the recommended option for the use of the multistage hydrodynamic fracturing at the Fedorovskoye field in the Surgut region.

Legal and organizational security issues

The multi-stage hydraulic fracturing is carried out by people working on a rotational basis. This type of the work is regulated by the Labor Code of the Russian Federation. The shift method is a special form of the labor process outside the place of the permanent residence of the workers when their daily return to the place of the permanent residence cannot be ensured.

Work performed on a rotational basis may not involve the workers under the age of eighteen, pregnant women and women with children under the age of three, and people who have the contraindications to work on a rotational basis in accordance with a medical opinion issued in the manner prescribed by the federal laws and other regulatory legal acts of the Russian Federation.

A shift is considered a general period, including the time of completion of work at the facility and the time of the inter-shift rest. The duration of the shift should not exceed one month. Working hours and rest periods within the 77-accounting period are regulated by the shift work schedule, which is approved by the employer.

Workers on a rotational basis are provided with allowances and wage coefficients, as well as the social packages (pension fund, a medical insurance, payment of sanatorium treatment, payment of trips to children's camps, etc.).

The legislation of the Russian Federation regulates relations between the organization and employees regarding wages, labor regulations, social relations, especially the regulation of labor of women, children, people with disabilities, etc. The duration of a working day should not exceed 40 hours a week. For the workers working in the field, classified as harmful working conditions of 3 and 4 degrees - no more than 36 hours.

The organization is obliged to provide annual leave of 28 calendar days. For the workers employed in work with the dangerous or harmful conditions, an additional vacation is provided.

An employee should be provided with a break during the working day, not more than two hours and not less than 30 minutes, which is not included in the working hours.

The organization pays wages to the employees. It is possible to withhold wages in cases provided for by the Labor Code of the Russian Federation, article 137. In the event of a delay in wages for more than 15 days, the employee has the right to suspend work by notifying the employer in writing.

Requirements for the working personnel in accordance with the safety rules in the oil and gas industry:

Persons not younger than 18 years of age who have undergone a medical examination and have no health contraindications are allowed to work at oil and gas facilities;

- the workers in the main professions are allowed to work independently after training in labor protection and industrial safety, testing knowledge, conducting industrial training and if there is a certificate giving access to a certain type of work. [1]

Requirements for general education and workplaces:

- at the workplaces, as well as in places where exposure to harmful and (or) hazardous production factors is possible on a person, warning signs and inscriptions should be placed;
- the illumination of the workplaces should be uniform and exclude the occurrence of the blinding effect of lighting fixtures on workers. Work in the unlit places is not allowed;

- potentially dangerous places (zones) of oil, gas production and transportation facilities (for example, open tanks, transmissions) should be reliably fenced, including with temporary fencing devices;
- the performance of work in the places where there is, or may arise, an increased production hazard, should be carried out according to the tolerance;
- sanitary facilities for workers employed directly in the production, designed depending on the groups of production processes, should be available on the plots and in the workshops of public utilities. [1]

Industrial safety

Consider the basic elements of the production process, forming the hazardous and harmful factors when performing multistage hydraulic fracturing.

Table 1 - The main elements of the production process, forming dangerous and harmful factors when performing the multistage hydraulic fracturing.

Factors (GOST 12.0.003-2015)	Stages works			Regulations
	Operatio n	Making	Working	
1. Deviation of microclimate indicators	+	+	+	SRaR 2.2.4.548–96. Hygienic requirements for the microclimate of industrial premises [2].
2. Low light in the work area		+	+	BR 05/23/2010 Natural and artificial lighting [3]
3. Excessive noise	+	+	+	GOST 12.1.003-2014 SSS. Noise. General safety requirements [3].
4. The content of harmful impurities in the atmosphere		+	+	GOST 12.1.007–76 SSS. Harmful substances. Classification and general safety requirements [5]
5. Electricity		+	+	GOST 12.1.030-81 SSS. Electrical safety. The protective grounding. Neutralising [6].
6. Fire and explosion hazard		+	+	GOST 12.1.010–76 SSS. Explosion protection. General requirements [7]

Analysis of the harmful production factors

Increased noise and vibration.

Noise is the one of the most common adverse factors in the working conditions at work. Under the influence of intense noise, not only the auditory analyzer functions

but also the central nervous, cardiovascular and other physiological systems. Working in the conditions of intense noise leads to a decrease in the labor productivity, an increase in marriage and an increase in the likelihood of industrial injuries.

The maximum permissible noise and vibration levels must comply with sanitary standards at the workplaces, in accordance with GOST 12.01.003-2014. Noise level should not exceed 80 dB.

To combat noise at the refineries and gas transportation enterprises of the industry, complex automation and telemechanization of the production processes during well drilling and oil transportation are implemented; noise reduction at the source of its occurrence; noise reduction on the ways of its distribution; rational layout of compressor stations (CS); the introduction of rational modes of work and rest; development and provision of workers with protective equipment.

Industrial equipment (pumping units, mixers) is located within the working platform, their work is accompanied by an increased level of vibration. A person's contact with the vibrating objects negatively affects his health and performance: fatigue increases, vestibular reactions and coordination of the movements are disturbed, the development of the nervous diseases decreases productivity and quality of work.

Currently, according to GOST 12.4.011-89 SSBT "Protective equipment for workers. Classification", there are the following means of protection against high levels of vibration at the workplace: the vibration shields; 68 vibration-absorbing, vibration-absorbing and vibration-absorbing materials; the automatic control and alarm; remote control.

Increased gas contamination and dustiness of the working area.

During hydraulic fracturing, gas leakage can occur, which can lead to the poisoning of workers. The gas contamination in the territory of the hydraulic fracturing should be determined using a gas analyzer, and gas leaks – by a soap. The using of fire to detect gas leaks is strictly prohibited. Having discovered a gas leak, it is necessary to take the measures to eliminate it, observing the all labor protection requirements when performing gas hazardous work, and if it is impossible to eliminate it yourself,

act in accordance with the accident response plan. During operation, gas pollution should be periodically monitored and, if necessary, forced ventilation provided [18].

Increased level of the ionizing radiation in the working area.

Any type of the ionizing radiation causes the biological changes in the body both with external (the source is outside the body) and with internal radiation (the radioactive particles enter the body with food through the respiratory system).

The degree of the impact of the ionizing radiation on a living organism depends on the dose rate, the duration of this exposure, the type of radiation and the radionuclide entering the body.

In accordance with the requirements of the Law on Radiation Safety of the Population, the following dose limits have been introduced:

for personnel 20 mSv (miliZivert) per year during the production activities with the sources of ionizing radiation;

1 mSv — for the public.

Protection against the ionizing radiation is carried out using the following measures:

- reduction of the work duration in the radiation zone;
- full automation of the process;
- shielding of the radiation source;
- increase in the distance;
- use of the personal protective equipment and warning with a radiation hazard sign;
- continuous monitoring of the level of the ionizing radiation and radiation doses to personnel.

To protect people from the ionizing radiation, the requirements of the “Radiation Safety Standards (RSS-09/2009)” and the “Basic Sanitary Rules for Ensuring Radiation Safety (BSRERS-99/2010)” must be observed strictly.

Analysis of the hazardous production factors

Mechanical hazard.

There can be a huge number of strictly sources of a mechanical danger, for example, the devices, installations are huge, therefore their maintenance and repair are very complicated and traumatic. The explosion or fire may occur during operation. The presence of high pressure and temperature in the system can be a result in personal injury. To protect themselves from the injuries at work, the workers must strictly comply with all operating instructions for the equipment, all the rules of conduct at the production site to carry out repairs and diagnostics of the equipment in a timely manner, eliminate, if possible, or monitor all possible sources of danger. In the event of a mechanical hazard, the workers should respond to it as soon as possible and take all necessary measures to eliminate it [18].

Electrical safety.

There is a danger of an electric shock, for example, when working with the pump control station.

The voltage value in the electric circuit must satisfy GOST 12.1.038-82 [21]. Emergency operation of the electrical installations in the oil and gas companies is not allowed.

All used electrical equipment and power tools must be grounded and must be earthed a separate core cable with a cross-section of at least a section of the working cores or a ground wire with a diameter equals 16 cm^2 .

In order to warn the workers about the danger of electric shock, posters and safety signs are widely used.

Activities to create the safe environment:

- briefing staff;
- certification of equipment;
- compliance with safety the rules and requirements when working with the electrical equipment.

Thermal hazard. Danger of fire and explosion.

When ensuring fire safety, one should be guided by the "Technical Regulation on Fire Safety Requirements Federal Law No. 123" of 2008, GD-13.220.00-KTN-367-

06 and other federal law approved in the established order of July 22, 2008. No. 123-FL (as amended on July 2, 2013) [18].

The industrial zone where the work is carried out must be equipped with the primary fire extinguishing means:

- powder fire extinguishers CE-10 - 10 pcs., Or carbon dioxide;
- CE-10 - 10 units or one CE-100 fire extinguisher (CE-50 2 units);
- shovels - 2 pcs.;
- axe, scrap - 1 pc.

The workers should be allowed to work after they have completed a fire training.

All the mobile equipment in the work area must be provided with the factory spark arresters. The compressors, crimping devices used in preparatory and fireworks must be equipped with at least two fire extinguishers CE-10, CE-10.

Fire extinguishing is carried out using special fire extinguishing means, fire extinguishers, water trunks, dry sand. For constant monitoring, the fire brigade is on duty in the fire hazardous operations. To prevent a small source of ignition, the improvised tools are suitable: blankets, water.

Environmental safety

Protection of the atmosphere

PJSC «Surgutneftegas» carries out the industrial environmental control at its facilities in order to comply with the environmental legislation, comply with established standards in the field of the environmental protection, ensure the rational use of the natural resources and implement plans to reduce environmental impact.

The industrial environmental control is carried out in the following areas:

- monitoring of atmospheric exposure;
- monitoring the impact on the water bodies;
- control in the field of waste management.

PJSC «Surgutneftegas» seeks to reduce the environmental impact, including by reducing emissions of pollutants into the air.

To reduce emissions at the company's facilities, gas turbines are used, equipped with devices to reduce emissions of nitrogen oxides. In the flare installations, a system of increasing gas turbulence is used, which contributes to its combustion in a smokeless mode. The measures are being taken to increase the operational reliability and uninterrupted operation of the equipment, and to monitor compliance with the technological regime of the gas turbines. To eliminate timely possible gas leaks at the company's facilities, equipment is checked and diagnosed, necessary repairs and maintenance are carried out using stationary and the portable gas analyzers.

Instrumental monitoring of the stationary sources for compliance with the established standards for maximum permissible emissions is carried out, atmospheric air quality is monitored at the borders of the sanitary protection zones in the areas of the enterprise.

The company seeks to reduce water consumption for the production needs and reduce the environmental impacts resulting from wastewater discharges.

In order to ensure the standards for the permissible discharges of the pollutants into the water bodies and rational use of the water resources, monitoring of the effectiveness of the treatment facilities and quality control of wastewater, surface and groundwaters, as well as compliance with the established volumes of water consumption and water disposal, is carried out. Water intake and the treatment facilities are maintained in good condition, the regular monitoring of the water protection zones of the water bodies is carried out.

The environmental monitoring in the territories where the company's production facilities are located has not revealed a negative impact on the water bodies.

The company's activities in the field of waste management are aimed at meeting the Russian and international requirements, optimizing the waste management process in order to reduce the negative impact on the environment.

Most of the company's waste is represented by low-hazard waste (hazard classes IV and V). These are mainly well drilling waste and municipal solid waste.

To prevent the negative effects on the environment, drilling waste has been placed by injection through special absorbing wells into the deep horizons of the bowels, which have the necessary insulating layers, ensuring their full localization and reliable disposal.

The company monitors constantly the injection process and takes all the reasonable measures to reduce the formation of the drilling waste.

All the wastes of I – III hazard classes are transferred to the licensed contractors for disposal or disposal. The company transfers waste of IV – V hazard classes for placement at specially equipped landfills that meet the Russian requirements. [9]

Protection of the hydrosphere

The primary sources of contamination during hydraulic fracturing are:

- hydraulic fracturing fluid (fracture, squeezing);
- polluted rainwater;
- combustible lubricants (fuels and lubricants);
- products of fuel combustion during engine operation;
- household liquid and solid waste;

Types of the possible environmental impacts during hydraulic fracturing:

- contamination with the hydraulic fracturing fluids and soil chemicals,
- the surface water bodies, atmospheric air.

When carrying out the hydraulic fracturing in the most cases, the oil-based fluids are used. Moreover, before injection, they are treated with the chemical compounds. The latter are based on the substances of the 3 hazard class and most other substances of the 2-3 class. This directly indicates that leakage can pose a serious environmental hazard. Therefore, the following methods are used in the production to prevent the release of the rupture liquids into the environment:

- hydraulic fracturing liquids are manufactured using the special technologies that prevent them from entering the soil;
- when assembling and disassembling quick couplings and other fixtures of the fittings, pallets are used;

- the hydraulic fracturing is carried out only when the production pipe is completely sealed and in the absence of an FCC (for column circulation) [19].

Safety in the emergency situations

When carrying out the hydraulic fracturing at work, harmful and dangerous factors can occur that can harm the environment, as well as cause injury or death of workers.

Possible emergencies during hydraulic fracturing:

- Faulty equipment
- Emergency oil and oil product spills
- Weak connection of QDJ (quick disconnection joint)
- fire
- Manifold leakage
- Disruption of discharge lines

The most likely emergency in the field bush is faulty equipment.

The source of occurrence — no external inspection, pressure testing.

In view of this, the enterprises are developing and introducing the measures to prevent the emergencies and accidents:

- equipment modernization;
- improvement of various devices, locking devices, the monitoring systems for the state of insulation of electric networks, grounding devices, sealed lighting wiring, installation of voltage indicators in the network, static electricity control devices, etc;
- the introduction of various locking systems and alarms, the acquisition of safety signs;
- an indicator of hydrogen sulfide HSI - 2, etc;
- installation of dosimetry monitoring of radioactivity, etc;
- flaw detectors;
- the use of television and radio control technology, devices, intercoms for workers, etc;
- mechanization of cleaning industrial premises, etc;

- content in accordance with the requirements of the safety rules for production communications.

The following technical solutions are provided for the prevention of accidental releases and spills, increasing safety conditions at the production of maintenance personnel, and minimizing harmfulness:

- tank equipment with the petroleum products is equipped with breathing and the safety valves with fire arresters, valves with the manual and remote actuators and limit the level of the alarm devices;
- technological equipment is equipped with the necessary safety valves to protect the equipment from overpressure;
- drainage tanks are provided for emptying the technological devices and pipelines;
- technological processes are conducted in closed apparatus, eliminating the possibility of the formation of the explosive mixtures;
- complete sealing of the technological process for supplying and pumping the petroleum products;
- installation and testing of the pipelines are provided in accordance with the requirements of GD 39-132-94, SoR 34-116-97 and IS 03-585-03 “Rules for the design and safe operation of process pipelines” and BR 3.05.05-84 “Technological equipment and technological pipelines”;
- a reinforced type protective coating is applied to the outer surface of underground pipelines. During the operation of technological equipment, pipelines and valves, constant monitoring and revision is provided in accordance with the compiled schedules.

In the event of the emergencies at the bush, it is necessary to report non-slowly to the shift supervisor and proceed with their localization and elimination according to the emergency response plan (ERP), which is mandatory in the operator room. The operational part of the drilling rig should be posted in a prominent place in the operator

room. A notification scheme should also be posted indicating the telephone numbers of the fire department, the emergency services, and the medical unit.

Conclusion

The section "Social Responsibility" contains the most important principles in the field of labor protection, industrial and environmental safety, as well as energy efficiency.

The section discusses the legal and organizational issues of ensuring safety at the enterprise, hazardous and harmful production factors, methods for their prevention, as well as the main causes of the accidents during multistage hydraulic fracturing.